



Pétrole et gaz du Nord Rapport annuel 1998

La gestion des ressources pétrolières et gazières au nord du 60° de latitude dans les Territoires du Nord-Ouest est une responsabilité fédérale. Cette responsabilité est assumée par la Direction du pétrole et du gaz du Nord du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien.

La gestion des ressources en pétrole et en gaz des terres de la Couronne au nord du 60° parallèle est régie par deux lois fédérales : la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (LFH) et la *Loi sur les opérations pétrolières au Canada* (LOPC). La LFH régit l'affectation des ressources aux entreprises du secteur privé, la tenure des droits attribués ainsi que l'établissement et la collecte des redevances. Elle est administrée par le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. La LOPC régleme les activités industrielles en fonction de la conservation des ressources, de la protection de l'environnement et de la sécurité des travailleurs. Elle est administrée par l'Office national de l'énergie.

Publié avec l'autorisation de
l'honorable Jane Stewart, c.p., députée,
Ministre des Affaires indiennes
et du Nord canadien
Ottawa, 1999

© Ministre des Travaux publics et des Services gouvernementaux Canada

This publication is also available in English under the title:
Northern Oil and Gas – Annual Report 1998

Message de la ministre

Dans l'industrie du pétrole et du gaz, les réalisations ne se mesurent pas en paroles, mais en résultats. Je suis heureuse de noter, dans le rapport de cette année, plusieurs réalisations d'envergure qui sont le fait du gouvernement, des groupes autochtones du Nord et du secteur privé.

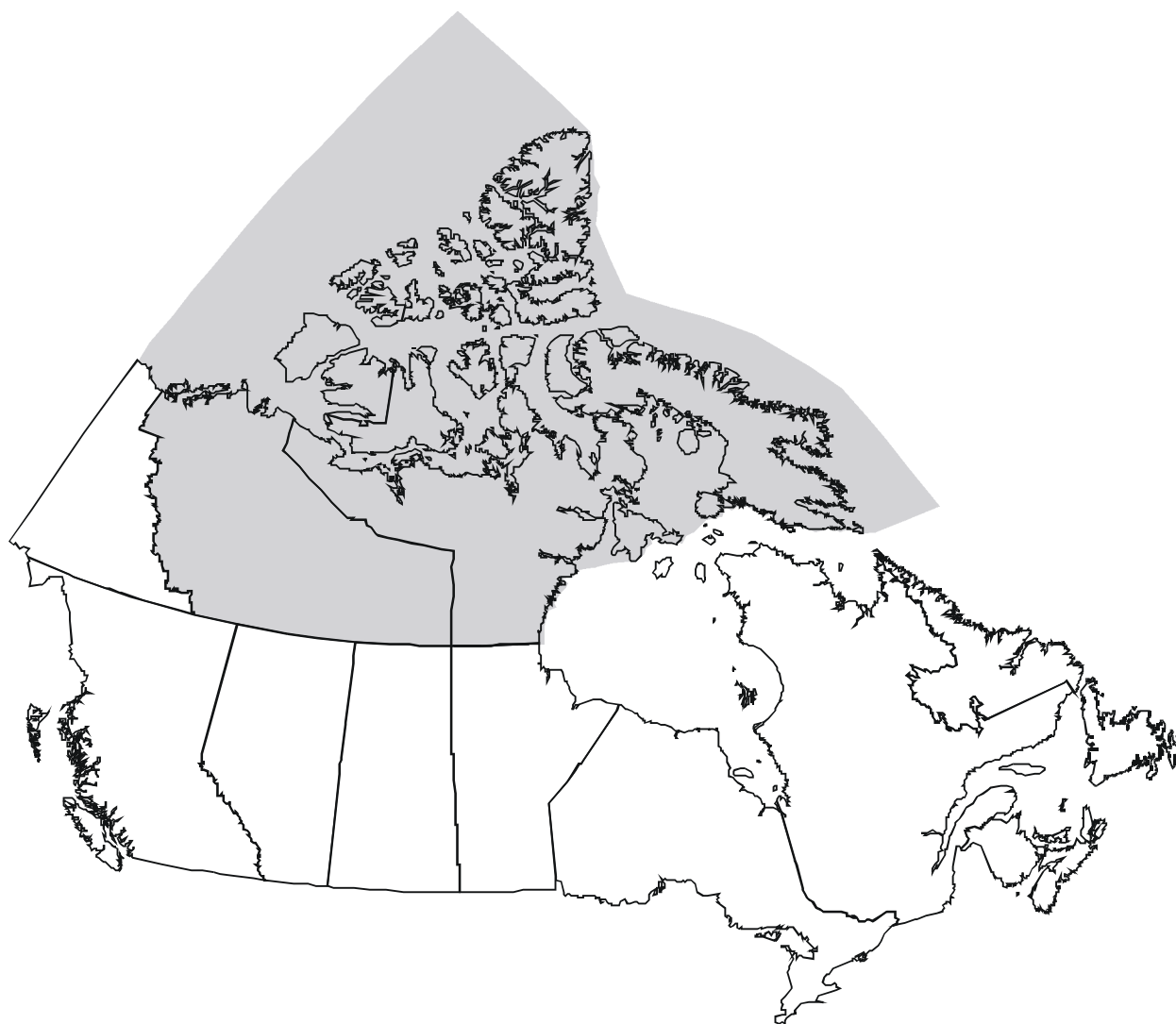
Des emplois et des occasions d'affaires ont été créés au sein de collectivités situées dans les Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O), près des régions où l'on conduit des activités d'exploration, comme Tulita et Norman Wells. La collectivité de Fort Liard et les membres de la bande Acho Dene Koe tirent profit d'occasions pour accélérer leurs efforts d'exploration dans le sud des T. N.-O. Deux puits supplémentaires ont été creusés afin d'évaluer le potentiel du champ de gaz Ikhil. Ce projet, piloté par la Inuvialuit Petroleum Corporation et par ses partenaires, permettra d'alimenter la collectivité d'Inuvik en gaz naturel.

Au Yukon, les responsabilités touchant le pétrole et le gaz ont été transférées au gouvernement territorial en novembre 1998. Ce transfert marque le début d'une nouvelle ère d'indépendance dans le Nord et entraîne de nombreuses possibilités pour alimenter l'économie régionale.

C'est dans le Nord canadien qu'on retrouve le quart des réserves d'huile connues au pays, de même que 24 p. 100 des réserves de pétrole. De plus, on estime qu'on pourrait y trouver 40 p. 100 des réserves de gaz classique et de pétrole brut léger. Manifestement, les années à venir recèlent d'occasions prometteuses.

Dans l'esprit de *Rassembler nos forces*, le gouvernement du Canada, les collectivités autochtones, les gouvernements territoriaux et le secteur privé travaillent en partenariat pour explorer et créer de nouvelles occasions dans le domaine du pétrole et du gaz. De cette collaboration découlent une industrie plus forte et une économie nordique plus vigoureuse. Chapeau!

L'honorable Jane Stewart, C.P., députée
Ministre des Affaires indiennes et du Nord Canada




 Area under the responsibility of the
Minister of Indian and Northern Affairs Canada
Zone qui relève de la compétence du ministre des
Affaires indiennes et du nord canadien

Table des matières

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord	3
Bilan des ressources découvertes	5
Ressources pétrolières et gazières du Nord	6
Gestion du pétrole et du gaz	
Attribution des droits	7
Retombées économiques	7
Mesures environnementales	7
Fonds pour l'étude de l'environnement	7
Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz	7
Dépenses de prospection et redevances	8
Recettes pétrolières et gazières perçues	8
Exploitation et production	
Norman Wells	9
Pointed Mountain	9
Bent Horn	9
Kotaneelee	10
Champ de Chance - Yukon	10
Champ de gaz Ikhil	10
Résumé statistique	
Tableau de production de pétrole et de gaz	11
Bilan des activités	11
Permis de prospection	12
Portefeuilles fonciers	14
Bilan des activités régionales	15
Bilan des activités de forage de prospection	16
Bilan des activités de forage rentrés ou poursuivis	17
Bilan des activités de forage de développement	19
Bilan des activités d'abandon et re-conditionnement des puits	19
Sources d'information	
Direction du pétrole et du gaz du Nord	20
Sources additionnelles	21
Cartes	
Terres domaniales du Nord canadien	1

APERÇU DES ACTIVITÉS PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU NORD

L'approvisionnement en gaz naturel du marché florissant des États-Unis continue de stimuler l'exploration et la mise en valeur du gaz naturel dans tout le secteur en amont de l'Amérique du Nord. Grâce à l'augmentation de la capacité des exportations associée à la construction de nouveaux gazoducs, les producteurs de l'Ouest canadien devraient voir les prix augmenter pour atteindre des valeurs considérablement plus élevées, semblables à celles des marchés de l'est de l'Amérique du Nord. Cette nouvelle donne est importante pour le Nord canadien où plusieurs gisements de gaz naturel s'étendent jusque dans le sud des Territoires du Nord-Ouest et que de nouvelles découvertes viendront accroître l'approvisionnement en gaz de l'Ouest canadien.

D'abondantes ressources non encore mises en valeur sont également présentes dans le delta du Mackenzie, la mer de Beaufort et l'archipel Arctique, et d'autres découvertes sont dans l'attente d'être mises en valeur, dont celles des collines Colville, au nord du Grand lac de l'Ours. Les exploitants éventuels de ces ressources surveillent l'écart qui s'amenuise entre le prix et les coûts de la mise en valeur, ces derniers étant en baisse en raison d'une technologie sans cesse améliorée.

Le rythme auquel se fait l'exploration va toujours en s'accroissant dans la région de Fort Liard, dans le sud des Territoires du Nord-Ouest. Six programmes de levés sismiques ont été réalisés, notamment un nouveau programme de sismique bidimensionnelle et de sismique tridimensionnelle, totalisant 171,4 km, lancé par Chevron dans l'ensemble de l'importante découverte Liard F-25A (ADI99; Purcell Energy Inc) et sur le permis d'exploration PP366 limitrophe (ce qui représente 94,5 km supplémentaires). Le kilométrage total du levé sismique, soit 266 km, est en légère régression par rapport à l'année précédente. Cette tendance perpétue le déplacement des priorités vers les forages exploratoires au moment où les exploitants s'évertuent à terminer les opérations de forage qu'ils se sont engagés de faire avant que ne prenne fin la période de quatre ans aboutissant à l'expiration de nombreux permis d'exploration.

En 1998, cinq nouveaux puits ont été mis en route sur des permis délivrés dans la région de Fort Liard.

Quatre de ces puits, commencés au cours de la période s'échelonnant de janvier à mars, ont été forés par Paramount Resources Ltd. Le puits Arrowhead O-15 positionné sur le permis d'exploration PP383 a été foré jusqu'à sa profondeur finale, condamné et provisoirement fermé. Les trois autres puits, à savoir Netla M-23 (PP368), Arrowhead N-65 (PP383) et Liard F-36 (PP381), ont été provisoirement fermés pendant tout l'été et rentrés en automne. Les travaux de forage étaient toujours en cours à la fin de l'année. Canadian Forest Oil a démarré le forage du puits Flett Rapids I-61 sur le permis d'exploration PE 365, annonçant la venue d'un nouvel exploitant dans la région de Fort Liard. (Ocelot demeure le représentant de ce permis.) Deux puits supplémentaires, à savoir le puits Bovie C-76 foré par Paramount et al. et le puits Fort Liard P-66A foré par Ranger Oil, tous deux démarrés en 1997, ont été rentrés à la fin de 1997 et les travaux se sont poursuivis en 1998.

Au cours de 1998, par des communiqués de presse, certaines entreprises ont rendu public les résultats de leurs programmes de forage réalisés dans les Territoires du Nord-Ouest*. En mars, Ranger Oil Ltd a fait savoir qu'une importante découverte de gaz naturel avait été faite au puits Fort Liard P-66A qui se chiffrait à 200 milliards de pieds cubes, et que ce puits renfermait un important potentiel à la hausse. Des mises à l'essai ont été effectuées au cours d'une bonne partie de l'année afin de confirmer la productivité du puits. Ranger a fait savoir que celui-ci contenait un potentiel propre à la production commerciale; elle a ajouté qu'elle prévoyait passer rapidement à l'étape suivante en recommandant sa mise en valeur. Un raccordement au pipeline terminal à Pointed Mountain, à 25 km au sud-est constitue sans doute une composante de cette mise en valeur.

Paramount Resources Ltd et son associé, Berkley Petroleum Corp, ont rendu public les débits du gaz naturel de leur puits Arrowhead N-65. Ils ont également signalé la mise à l'essai du gaz sur une zone située dans le puits Bovie C-76.

Les résultats positifs que commencent à dévoiler les travaux d'exploration au nord de 60° de latitude, dans la région de Fort Liard, viennent confirmer la

rentabilité des gisements soumis à des travaux d'exploration au nord de la Colombie-Britannique. La région du lac Maxhamish, juste au sud de 60⁰ de latitude, a été l'objet d'une exploration et d'une mise en valeur actives du gaz, ce qui porte les exploitants à intensifier les travaux d'exploration au nord de 60⁰ de latitude, en particulier sur le permis d'exploration PP381. Cette tendance d'orienter les travaux d'exploration vers le nord le long du permis d'exploration PP369, autour du lac Bovie au sud, puis vers le nord sur les permis d'exploration PP383, 367 et 368, indique que l'on s'attend à trouver un groupe de gisements associés à la bordure du principal complexe carbonaté du Dévonien moyen, lequel est fermement reconnu comme étant une région prometteuse pour le gaz naturel plus au sud dans le bassin sédimentaire de l'Ouest canadien. De toute évidence, cette nouvelle vague d'exploration et de découvertes dont les résultats permettront d'accroître considérablement les capacités de production de la région, justifie, sur le plan économique, la construction d'un nouveau gazoduc. D'anciennes découvertes, éloignées des infrastructures, sont susceptibles de devenir commercialement intéressantes puisque les distances de ces infrastructures seront réduites.

La partie centrale de la vallée du Mackenzie a été le second point de mire des travaux d'exploration en 1998. Dans cette région, l'exploration est principalement dirigée vers le pétrole bien que des gisements plus profonds renferment vraisemblablement du gaz naturel. La tendance soutenue à la baisse des prix du pétrole au cours de la seconde moitié de 1998 s'est traduite par une perte de revenus pour les producteurs et une baisse d'enthousiasme pour l'exploration pétrolière de la part de la communauté financière. Ce facteur a sans doute incité certaines entreprises à différer leurs dépenses d'exploration dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. La plupart des exploitants poursuivent les programmes d'exploration en cours et mettent en chantier les préparatifs de fin d'année pour commencer une autre saison exploratrice.

Les sociétés International Frontier Resources Ltd et

Grey Wolf Exploration Inc ont réalisé chacune un

programme de levé sismique respectivement sur le permis d'exploration PP391 et PP389 dont le kilométrage total est de 129 km. Ranger Oil Ltd a foré le puits Nota Creek C-17 sur le permis d'exploration PP390, débuté en décembre 1997, jusqu'à sa profondeur totale, et a commencé le forage de deux nouveaux puits sur les permis d'exploration PP372 et PP377 en février 1998. Le puits Bear Rock O-20 (PP377) a été bouché et abandonné à faible profondeur. Les puits Nota Creek et Little Bear M-39 forés sur le permis d'exploration PP372 ont tous deux été bouchés et provisoirement fermés et seront sans doute rentrés, mais Ranger a fait part de son intention d'effectuer cette rentrée au cours de la saison d'exploration de 1998-1999.

Le forage du puits Grey Wolf-Canaxas Deh Cho-1 B-25 a débuté en décembre 1998, amorçant un programme de forage de deux puits sur le permis d'exploration PP389 au cours de la saison d'exploration hivernale de 1998-1999.

Dans le delta du Mackenzie, Inuvialuit Petroleum Corporation et ses associés poursuivent la mise en valeur du champ gazéifère Ikhil qui alimentera l'agglomération d'Inuvik en gaz naturel. Le forage de deux nouveaux puits a été entrepris au cours de l'année afin d'affiner l'évaluation du potentiel du champ. Le ministre a recommandé au gouverneur en conseil d'approuver le programme de mise en valeur de ce projet. Cette autorisation a été donnée au printemps 1998, après que l'examen des effets environnementaux ait été effectué et que l'Office nationale de l'énergie ait donné son accord pour l'exécution intégrale du projet à la fin de 1997.

Les travaux d'exploration, les abandons de puits et les forages d'exploitation ont entraîné des dépenses de 53,4 millions de dollars en 1998, soit une augmentation de 15% par rapport à l'année précédente. La création d'emplois et d'occasions d'affaires au sein des localités du Nord a été axée sur les régions où des travaux d'exploration sont en cours. Les puits de Tulita et de Norman ont été le foyer de passation de marchés et de dépenses de la part de l'industrie pétrolière dans la partie centrale du delta du Mackenzie. La collectivité de Fort Liard

et la bande Acho Dene Koe ont travaillé dur pour

fournir des services aux travaux d'exploration en voie d'expansion rapide dans le sud des Territoires du Nord-Ouest.

La demande de désignations lancée dans la région de la mer de Beaufort et du delta du Mackenzie s'est terminée en avril 1998. Aucune désignation n'a été reçue.

**REMARQUE : Lorsqu'ils évaluent les résultats des derniers forages, les lecteurs doivent garder à l'esprit qu'en vertu de la Loi fédérale sur les hydrocarbures, le gouvernement est tenu de protéger la confidentialité des renseignements tout au long des travaux de forage. Il est interdit de publier les données sur les nouveaux puits dans une période de deux ans après la fin des travaux sans l'accord de la société concernée.*

Aperçu des activités pétrolières et gazières dans le Nord en 1998	
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)	3,9
Nombre de permis en vigueur	166
(comprend les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production)	
Permis délivrés en 1998	2
Production de gaz naturel (en millions de mètres cubes)	609,8
Production de pétrole (en millions de mètres cubes)	1584,6
Dépenses de prospection, de mise en valeur et d'abandon (millions de \$)	53,4
Recettes pétrolières et gazières brutes perçues (millions de \$)	7,0
(Redevances, loyers, droits d'enregistrement et d'attribution et garanties d'exécution confisquées)	

Bilan des ressources découvertes		
	Pétrole brut (millions de m³)	Gaz naturel (milliards de m³)
Partie continentale des Territoires	39	35
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	240	360
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	66	416
Total	345	811

RESSOURCES PÉTROLIÈRES ET GAZIÈRES DU NORD

Le Nord canadien renferme environ 25 p. 100 des ressources découvertes restantes en pétrole naturel et 24 p. 100 des ressources découvertes restantes en gaz naturel du Canada. L'importance des bassins du Nord est encore plus manifeste si l'on tient compte des ressources non encore découvertes en pétrole et en gaz (voir le tableau). Selon les estimations, le Nord contient approximativement 40 p. 100 des ressources potentielles non découvertes en pétrole brut léger naturel et en gaz naturel du Canada. Les ressources découvertes dans la partie continentale des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, dans la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, ainsi que dans l'archipel Arctique (y compris les zones extracôtières de l'Arctique oriental) sont de l'ordre de 345 millions de mètres cubes de pétrole et de 811 milliards de mètres cubes de gaz naturel.

Le tiers de la superficie du Nord canadien (au nord du 60° de latitude nord) est couvert de roches sédimentaires. La partie septentrionale du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, le bassin producteur de pétrole le plus important du Canada, s'étend jusque dans le sud des

Territoires du Nord-Ouest et dans le sud-est du Yukon, entre les montagnes Rocheuses et le Bouclier canadien. Plus au nord, le bassin s'amincit et relie une série de sous-bassins pour former un corridor prometteur se dirigeant vers le nord jusqu'à la vallée du Mackenzie.

Les autres bassins importants du Nord sont les suivants : le bassin du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort, les bassins de l'archipel Arctique, le bassin de la baie d'Hudson et celui de Foxe ainsi que la plate-forme continentale longeant la bordure orientale du continent dans la baie de Baffin, le détroit de Davis et la partie septentrionale de la mer du Labrador. La production de pétrole et de gaz naturel est relativement faible dans le Nord comparée à celle du sud du Canada. Jusqu'à ce jour, le pétrole a été extrait principalement du champ de Norman Wells dans le centre de la vallée du Mackenzie. Deux champs produisent actuellement du gaz à proximité de la frontière territoriale qui sépare la Colombie-Britannique du champ de Kotaneelee au Yukon et du champ de Pointed Mountain dans les Territoires du Nord-Ouest.

Ressources du Nord non exploitées exprimées en pourcentage des ressources canadiennes totales non exploitées*				
	Brut léger classique récupérable		Gaz naturel classique récupérable	
	Découvertes	Non découvertes	Découvertes	Non découvertes
Partie continentale des Territoires	2%	1%	1%	4%
Delta du Mackenzie/mer de Beaufort	18%	21%	12%	15%
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	5%	16%	13%	21%
Total pour le nord du Canada	25%	38%	26%	40%

*Données fournies par l'Office national de l'Énergie, fin 1996.

GESTION DU PÉTROLE ET DU GAZ

Attribution des droits

En 1998, l'attribution des droits a consisté à lancer, en janvier, la demande de désignations pour la région du delta du Mackenzie et de la mer de Beaufort. À la date de clôture, le 10 avril 1998, aucune nouvelle demande n'avait été reçue.

Les consultations sur l'attribution des droits ont été entreprises toutefois en fonction des exigences des programmes des retombées économiques pour le Nord après la clôture des avis d'appels d'offres dans la partie centrale de la vallée du Mackenzie. La question des exigences est en cours d'examen.

Le ministère poursuit ses consultations avec Nunavut Tunngavik Inc. quant à la participation de la région de Nunavut à l'attribution de droits d'exploration. Les consultations suivent leur cours et une demande de désignations devrait être lancée en 1999.

Retombées économiques

Lorsque les prometteurs entreprendront les travaux d'exploration et de mise en valeur dans le Nord canadien, ils seront tenus d'offrir aux résidents du Nord l'accès juste et équitable aux emplois disponibles, à la formation offerte et aux occasions d'affaires qui se présenteront; il devront également donner la priorité aux résidents compétents de la région.

Les collectivités de Fort Liard, Inuvik et celles du Sahtu résidant à Tulita et à Norman Wells bénéficient des retombées économiques liées à la reprise des travaux d'exploration pétrolière et gazière.

Mesures environnementales

Avant de lancer une demande de désignations, des consultations sont effectuées auprès des

Premières nations afin de déterminer les endroits à protéger, notamment ceux auxquels les Autochtones sont attachés par des liens culturels ou spirituels et ceux dont l'environnement peut être sensible. Certains de ces sites peuvent être exclus des terres admissibles à la demande de désignations, ou encore leur utilisation peut être assujettie à certaines conditions au moment de l'autorisation des travaux. La question environnementale est également considérée dans l'attribution des permis d'utilisation des terres et d'exploitation de l'eau.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

En vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, le FEE finance les études sociales et environnementales liées à l'exploration et à la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières sur les terres domaniales. Ce programme est financé par les frais que paient les titulaires de droits sur ces terres. Aucun frais n'a été perçu depuis 1994 puisqu'aucun nouveau projet n'a été lancé. Depuis sa création en 1983, le FEE a publié 135 rapports que l'on peut se procurer auprès de l'Office national de l'énergie.

Accord Canada - Yukon sur le pétrole et le gaz

L'accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz signé en 1993 par le gouvernement fédéral et le gouvernement du Yukon cède à ce dernier la responsabilité entière de l'administration et de la réglementation des ressources de pétrole et du gaz de la partie continentale de son territoire et d'une petite zone extracôtière adjacente, en vertu d'un décret pris par le gouvernement fédéral à l'endroit du commissaire du Territoire du Yukon le 19 novembre 1998. La *Loi de mise en oeuvre de l'Accord Canada-Yukon sur le pétrole et le gaz* a reçu la sanction royale le 12 mai 1998.

La *Loi sur le pétrole et le gaz* du Yukon concède à ce territoire la responsabilité d'administrer et de réglementer l'exploration et la mise en valeur de ses ressources en pétrole et en gaz. Cet événement constitue une étape importante pour la croissance de ce territoire, car il entraînera la création d'emplois et la diversification de son économie.

Dépenses de prospection et redevances

Les travaux d'exploration, les abandons de puits et les forages d'exploitation ont suscité des dépenses de 53,4 millions de dollars en 1998, ce qui représente une hausse de 6 millions de dollars par rapport à l'année précédente.

Les redevances perçues de l'industrie sur la production pétrolière et gazière du Nord se sont chiffrées à environ 53,4 millions de dollars en 1998, soit une augmentation de 6 millions de dollars.

Les Premières nations du Sahtu et les Gwich'in ont reçu une partie de ces redevances en vertu des clauses de partage des redevances figurant dans leurs ententes de règlement des revendications territoriales.

Recettes pétrolières et gazières perçues (\$)					
	1994	1995	1996	1997	1998
Redevances	7 455 222	7 633 984	13 967 952	9 887 982	6 967 456
Loyers	7 818	7 818	7 525	7 818	7 818
Droits d'enregistrement et d'attribution	17 897	4 621	14 907	22 464	2 052
Garanties d'exécution des travaux confisquées	1 050 119	10 576 840	649 000	0	0
Total	8 531 056	18 223 263	14 639 384	9 918 264	6 977 326

EXPLOITATION ET PRODUCTION

Norman Wells

Le champ de pétrole de Norman Wells, exploité par Imperial Oil, s'étend sous le fleuve Mackenzie à 65°20' de latitude nord. Les ressources inexploitées de la région du delta du Mackenzie et de la zone extracôtière de la mer de Beaufort se trouvent à 500 km en aval au nord. Les découvertes de gaz naturel dans les collines Colville sont situées à quelque 200 km au nord-nord-est.

L'agglomération de Norman Wells borde la rive orientale du fleuve et est située à proximité des installations de production. Les collectivités avoisinantes sont Tulita, à 85 km en amont et Fort Good Hope, à 147 km en aval. Le champ est le terminal actuel du pipeline de Norman Wells. La canalisation de 30 cm (12 po) de diamètre qui s'étend du champ de Norman Wells jusqu'à Zama, en Alberta, 866 km au sud, est maintenant exploité par Enbridge Inc.

En 1998, la production de pétrole à Norman Wells s'est établie à $1,562 \times 10^6$ mètres cubes, ce qui représente une légère baisse par rapport à l'année précédente. Les $132,8 \times 10^6$ mètres cubes de gaz produits avec le pétrole ont été utilisés pour la production locale d'électricité et pour la réinjection dans le champ afin de maintenir la pression; un petit volume de gaz a été brûlé à la torche. Les trois puits finaux du programme de mise en valeur entrepris en 1997 ont été forés en 1998. Trois puits d'injection ont été forés dans le cadre d'un programme visant à optimiser la récupération des réserves prouvées.

Pointed Mountain

Exploité par Amoco, le champ de gaz naturel de Pointed Mountain est entré en production en 1972. Au plus fort de la production au milieu des années 1970, il rendait près de $1,0 \times 10^9$ mètres cubes par an. Puis la production a chuté pour se stabiliser à environ le dixième de ce débit en 1988. Elle s'est maintenue autour de ce niveau jusqu'en 1994, pour se remettre à baisser considérablement. La production totale de gaz était de $25,2 \times 10^6$ mètres cubes en 1998, soit 74 % du total de l'année précédente, poursuivant ainsi sa tendance vers la baisse. Deux forages qui avaient été interrompus pendant plusieurs années dans le champ en raison de la réduction de la pression des réservoirs ont été abandonnés en 1998. Le gaz produit des autres puits producteurs est transporté dans un gazoduc jusqu'à Fort Nelson, en Colombie-Britannique, où il rejoint le système de canalisation de la côte Ouest.

Bent Horn

La fermeture du puits et des installations de production du champ de pétrole de Bent Horn sur l'île Cameron, dans l'archipel Arctique, a été terminée en 1998. La remise en état définitive du lieu est prévue pour 1999.

Kotaneelee

Le champ de gaz naturel de Kotaneelee est exploité par Anderson Oil and Gas. Il se trouve à 11 km au nord de la frontière qui le sépare de la Colombie-Britannique et à quelque 30 km au sud-ouest du champ de gaz de Pointed Mountain. Le champ producteur est situé entièrement au Yukon.

Le champ a produit de petites quantités de gaz en 1979 et en 1980, et a été mis hors service jusqu'en 1991. La production a atteint un sommet en 1992, puis de 1993 à 1997, elle a légèrement diminué.

Cependant, en 1998, la production totale de gaz naturel a été de $451,8 \times 10^6$ mètres cubes. Ces résultats représentent une augmentation de 12 % par rapport à la production de 1997 et s'expliquent par la remise en production réussie du puits B-38. La production de gaz est assurée par deux puits; le gaz est acheminé par le gazoduc qui part du champ de Pointed Mountain et se dirige vers le sud.

Champ de Chance - Yukon

Northern Cross (Yukon) Ltd. a effectué la rentrée de deux puits précédemment forés pour évaluer le champ de pétrole et la découverte de gaz naturel de Chance sis dans la plaine Eagle, dans le nord du Yukon.

Champ de gaz Ikhil

Le champ de gaz d'Ikhil K-35 découvert en 1983 est situé à quelque 50 km au nord de l'agglomération d'Inuvik. Un groupe de trois entreprises composé d'Inuvialuit Petroleum Corporation, d'AltaGas Services Ltd. et d'Enbridge Inc. a entrepris un projet de mise en valeur du champ afin d'alimenter Inuvik en gaz naturel.

Le gouverneur en conseil a approuvé la première partie du plan de mise en valeur du champ en 1998, après que l'Office nationale de l'énergie (ONE) ait donné son accord pour l'exécution du projet. Par la suite, les promoteurs du projet ont reçu l'autorisation de construire un gazoduc d'un diamètre de 6" et des installations pour la production de gaz à partir des réservoirs d'Ikhil.

En 1998, Inuvialuit Petroleum Corporation a foré deux puits pour délimiter les réservoirs. Un des deux puits a pénétré les réservoirs et a été provisoirement fermé comme puits producteur potentiel. Le deuxième puits a été condamné et abandonné. À la fin de 1998, les préparations étaient en cours afin d'entreprendre la pose des canalisations au début de la nouvelle année. Les clients industriels et résidentiels devraient être alimentés en gaz dans la seconde moitié de 1999.

RÉSUMÉ STATISTIQUE

Les données statistiques suivantes résument les activités pétrolières et gazières gérées par la Direction du pétrole et gaz du Nord. Elles sont également ventilées par région. Les données relatives à la prospection, à l'exploitation, à la production et à l'inventaire des ressources qui se trouvent réunies ci-dessous et tout au long du rapport ont été fournies par l'Office national de l'énergie. Les totaux des ressources découvertes correspondent aux estimations initiales des réserves récupérables et ne tiennent pas compte de la production (ils ont été arrondis). Le pétrole brut comprend les condensats, tandis que les permis comprennent les permis de prospection, les attestations de découverte importante et les licences de production.

Production de pétrole et de gaz					
	1994	1995	1996	1997	1998
Production de pétrole (en milliers de m³)					
Norman Wells	1730,0	1697,6	1631,8	1584,6	1561,7
Bent Horn	52,9	35,3	39,6	0	0
Total	1782,9	1732,9	1671,4	1584,6	1561,7
Production de gaz (en millions de m³)					
Pointed Mountain	63,6	65,9	47,2	33,9	25,2
Norman Wells	123,9	129,8	132,4	135,5	132,8
Kotanelee	471,1	442,9	427,5	404,5	451,8
Total	658,6	638,6	607,1	573,9	609,8

Bilan des activités					
	1994	1995	1996	1997	1998
Permis délivrés	0	10	11	9	2 ^{1*}
Puits entamés	4	3	7	13	14
Mètres forés	6 471	4 850	12 677	17 163	18 081
Puits terminés	4	3	6	12	13
Travaux géophysiques effectués	0	3	15	8	11
Levés de sismique-réflexion (en km)	0	698	922	449	395
Mois-installation de forage	5	3	5	20	23
Dépenses engagées (en millions de \$)	12,4	16,6	50	46,9	53,4 ^{2*}

^{1*} Deux attestations de découverte importante

^{2*} Ne comprend pas les dépenses engagées au puits de recherche scientifique Mallik 2L-38.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection						
Permis	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.)			Dépenses prévues dans la soumission
			Entré en vigueur	Un puits doit être foré avant	Expiration	
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique						
PP 297 ^{1*}	931 640	CanNat Resources Inc.	1998.07.14	2008.07.14	2008.07.14	
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort						
PP 317 ^{2*}	175 810	Talisman Energy Inc.	1986.10.05	n/a		n/a
PP 329 ^{2*}	349 982	Amoco Canada Resources	1987.09.05	n/a		n/a
PP 384 ^{3*}	85 761	Husky Oil Operations	1997.01.06	2006.01.05	2006.01.05	
PP 385 ^{3*}	128 327	Husky Oil Operations	1997.01.06	2006.01.05	2006.01.05	
Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie méridionale						
PP 362	20 918	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 838 075\$
PP 363	9 864	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22	✓ 2002.01.22	3 529 000\$
PP 364	13 357	Ranger Oil Limited	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 278 934\$
PP 365 ^{4*}	20 635	Ocelot Energy Inc.	1995.01.23	1999.01.22	⁴ * 2002.01.22	1 500 000\$
PP 366	11 839	Chevron Canada Resources Limited	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 201 200\$
PP 367	24 382	Shell Canada Limited	1995.01.23	1999.01.22	2002.01.22	1 768 600\$
PP 368 ^{4*}	23 085	Paramount Resources	1995.01.23	1999.01.22	⁴ * 2002.01.22	2 800 000\$
PP 369	25 737	Shell Canada Limited	1995.01.23	1999.01.22	✓ 2002.01.22	8 765 580\$
PP 378	23 145	Husky Oil Operations	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	3 154 000\$
PP 379	24 420	Norcen Energy Resources	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	6 388 731\$
PP 380	25 606	Paramount Resources	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	2 200 000\$
PP 381	21 236	Unocal Canada Exploration Limited	1996.04.10	2000.04.09	✓ 2003.04.09	6 250 000\$
PP 382	25 335	Ocelot Energy Inc.	1996.04.10	2000.04.09	✓ 2003.04.09	1 100 000\$
PP 383	25 515	Shell Canada Limited	1996.04.10	2000.04.09	2003.04.09	224 4004\$

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Permis de prospection						
Permis	Superficie (ha)	Titulaire	DATES (a. m. j.)			Dépenses prévues dans la soumission
			Entré en vigueur	Un puits doit être foré avant	Expiration	
Partie continentale des Territoires du Nord-Ouest - partie centrale de la vallée du Mackenzie						
PP 371	75 196	Foxboro Ltd.	1995.06.08	2000.06.07	2004.06.07	1 150 000\$
PP 372	88 693	Ranger Oil Limited	1995.05.18	1999.05.17	2003.05.17	3 215 000\$
PP 373	99 560	Grand River Resources	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	1 226 000\$
PP 374	138 170	Grand River Resources	1996.03.27	2001.03.26	2005.03.26	1 042 000\$
PP 375	3 508	Murphy Oil Company	1996.03.27	2000.03.26	✓ 2004.03.26	2 806 000\$
PP 376	86 156	Canadian 88 Resources	1996.03.27	2000.03.26	2004.03.26	1 200 000\$
PP 377 *5	47 693	Ranger Oil Limited	1996.03.27	2000.03.26	* 5 2004.03.26	3 069 000\$
PP 386	114 737	Grand River Resources	1997.05.05	2001.05.04	2005.05.04	1 072 000\$
PP 387	128 575	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	2005.05.04	9 482 688\$
PP 388	30 696	Murphy Oil Company	1997.05.05	2001.05.04	2005.05.04	2 831 080\$
PP 389 *4	46 738	Canadian Abraxas Petroleum Limited	1997.05.05	2001.05.04	0 2005.05.04	3 101 015\$
PP 390	50 938	Ranger Oil Limited	1997.05.05	2001.05.04	✓ 2005.05.04	6 200 000\$
PP 391	71 816	International Frontier Resources Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	2005.05.04	4 000 000\$
PP 392	133 518	AEC West Ltd.	1997.05.05	2001.05.04	2005.05.04	8 466 460\$

*1 Émis à l'origine conformément au Règlement sur les terres pétrolifères et gazifères du Canada.

*2 Frappé par une ordonnance d'interdiction de poursuivre les travaux.

*3 Échange de terres contre les permis du cap Bathurst.

*4 Puits en cours de forage à la fin de l'année

*5 Puits non foré suffisamment en profondeur pour évaluer l'horizon prometteur décrit dans les prévisions géologiques lors de la demande d'autorisation de forer un puits

✓ Le forage d'un puits d'exploration ou de délimitation avant la fin de la période 1 du mandat est une condition préalable à l'obtention de droits de prospection pour la période 2. La condition relative au puits était satisfaite à la fin de l'année.

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Portefeuilles fonciers					
	1994	1995	1996	1997	1998
Permis délivrés					
Partie continentale des Territoires	0	10	11	7	0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0	0	0	2	2
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0	10	11	9	2
Nombre de permis en vigueur					
Partie continentale des Territoires	53	63	74	81	73
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	72	69	68	70	70
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	23	23	23	23	23
Total	148	155	165	174	166
Terres attribuées dans le cadre de permis (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0	0,3	0,5	0,6	0,1
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0	0	0	0,2	0 ^{1*}
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0	0,3	0,5	0,8	0,1
Terres rétrocedées ou abandonnées (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0	0	0	0	0,1 ^{2*}
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	0 ^{1*}	0,1	0,1	0	0
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	0	0	0	0	0
Total	0^{1*}	0,1	0,1	0	0,1^{2*}
Terres détenues par des sociétés (en millions d'hectares)					
Partie continentale des Territoires	0,2	0,5	1,0	1,6	1,6
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1,1	1,0	0,9	1,1	1,1
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Total	2,6	2,8	3,2	4,0	4,0

^{1*} Moins de 0,1 million d'hectares

^{2*} Ajustement aux territoires continentaux par suppression de huit permis totalisant 25 529 hectares au Yukon

RÉSUMÉ STATISTIQUE suite

Bilan des Activités Régionales					
	1994	1995	1996	1997	1998
Partie Continentale des Territoires					
Puits entamés					
de découverte et de délimitation	0	0	1	6	8
de développement	4	3	6	7	3
Puits terminés*¹					
de découverte et de délimitation	0	0	0	5	3
de développement	4	3	6	7	3
Mètres forés					
Puits de découverte/de délimitation	0	0	1 309	11 281	13 389
Puits de développement	0	4 850	11 368	5 882	2 307
Installations de forage en exploitation	0	1	2	6	15 * ³
Travaux géophysiques effectués	0	8	15	7	11
Levés de sismique-réflexion (en km)	0	698	921,5	449	395
Dépenses engagées (en millions de \$)	12,8	16,47	33,25	43,55	49,7
Delta du Mackenzie et Mer de Beaufort					
Puits entamés	0	0	0	0	3 * ²
Puits terminés	0	0	0	0	3
Mètres forés	0	0	0	0	2 385
Installations de forage en exploitation	0	0	0	1	3 * ³
Travaux géophysiques effectués	0	0	0	1	0
Levés de sismique-réflexion (en km)	0	0	0	199	0
Dépenses engagées (en millions de \$)	4	0,04	3,5	3,05	3,7
Îles de l'Arctique et zone extra côtière de l'est de l'Arctique					
Puits entamés	0	0	0	0	0
Puits terminés	0	0	0	0	0
Mètres forés	0	0	0	0	0
Installations de forage en exploitation	0	0	0	0	0
Travaux géophysiques effectués	0	0	0	0	0
Levés de sismique-réflexion (en km)	0	0	0	0	0
Dépenses engagées (en millions de \$)	0	0,1	13,0	0	0

*¹ Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent généralement exclusivement en hiver, un puits est considéré comme terminé au cours de l'année où il a atteint sa profondeur totale, même si les essais reprennent l'année suivante.

*² Comprend les dépenses engagées au puits de recherche scientifique Mallik 2L-38.

*³ Le nombre d'unités de forage effectives a été augmenté par l'utilisation de différentes unités pour les réintégrations des puits et pour effectuer les essais.

BILAN DES ACTIVITÉS DE FORAGE

Bilan des activités de forage de prospection

<p>CDN Forest Oil Flett Rapids I-61</p> <p>Coord. : 60°40'40,94" N 123°26'33,96" W Obj. : Permis de prospection N° 365 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard</p>	<p>Démarrage : 1998.11.13 (Nabors N° 24E) (Profondeur totale prévue : 3200 m) Forage Mètres de forage attribués en 1998 : 2110 m</p>
<p>Paramount et al. Liard F-36</p> <p>Coord. : 60°05'27,54" N 123°22'00,56" W Obj. : Permis de prospection N° 381 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard</p>	<p>Démarrage : 1998.03.03 (Akita N° 15) Retrait des installations de forage : 1998.03.28 Rentrée : 1998.12.23 (Cenalta N° 32) (Profondeur totale proposée : 2330 m) Forage Mètres de forage attribués en 1998 : 1565 m</p>
<p>Paramount et al. Netla M-23</p> <p>Coord. : 60°19'55,40" N 123°05'12,13" W Obj. : Permis de prospection N° 368 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard</p>	<p>Démarrage : 1998.03.06 (Precision N° 622) Retrait des installations de forage : 1998.03.19 Rentrée : 1998.12.17 (Precision N° 379) (Profondeur totale proposée : 2330 m) Forage Mètres de forage attribués en 1998 : 1889 m</p>
<p>Paramount et al. Arrowhead O-15</p> <p>Coord. : 60°24'53,694" N 123°02'31,174" W Obj. : Permis de prospection N° 383 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard</p>	<p>Démarrage : 1998.02.14 (Precision N° 622) Retrait des installations de forage : 1998.03.24 (Profondeur totale proposée : 3000 m) Colmaté et interrompu Mètres de forage attribués en 1998 : 1455 m</p>
<p>Paramount et al. Arrowhead N-65</p> <p>Coord. : 60°34'45,897" N 122°57'18,623" W Obj. : Permis de prospection N° 383 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard</p>	<p>Démarrage : 1998.01.15 (Nabors N° 16) Retrait des installations de forage : 1998.03.22 Profondeur totale : 2925 m (Profondeur totale prévue : 2865 m) Colmaté et interrompu Rentrée : 1998.12.12 (Cenalta N° 42) Mètres de forage attribués en 1998 : 2925 m</p>
<p>Grey Wolf-Canaxas Deh Cho-1 B-25</p> <p>Coord. : 65°14'01,23" N 126°34'32,26" W Obj. : Permis de prospection N° 389 Partie continentale des T.N.-O. : partie centrale de la vallée du Mackenzie</p>	<p>Démarrage : 1998.12.16 (Shetah N° 7) (Profondeur totale prévue : 711 m) Forage Mètres de forage attribués en 1998 : 496 m</p>

<p>Ranger Bear Rock O-20</p> <p>Coord. : 64°59'47" N 125°17'47.25" W Obj. : Permis de prospection N° 377 Partie continentale des T.N.-O. : partie centrale de la vallée du Mackenzie</p>	<p>Démarrage : 1998.02.23 (Tri-City N° 16) Retrait des installations de forage : 1998.03.02 Profondeur totale : 249 m (Profondeur totale prévue : 700 m) Colmaté et abandonné Mètres de forage attribués en 1998 : 249 m</p>
<p>Ranger et al. Little Bear M-39</p> <p>Coord. : 64°48'58" N 126°22'22" W Obj. : Permis de prospection N° 372 Partie continentale des T.N.-O. : partie centrale de la vallée du Mackenzie</p>	<p>Démarrage : 1998.02.23 (Shetah N° 1) Retrait des installations de forage : 1998.03.19 1550 m (Profondeur totale prévue : 2400 m) Colmaté et interrompu Mètres de forage attribués en 1998 : 1550 m</p>

Forages rentrés ou poursuivis en 1998

<p>Paramount et al. Bovie C-76</p> <p>Coord. : 60°15'14,83" N 122°59'22,34" W Obj. : Permis de prospection N° 369 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard</p>	<p>Démarrage : 1997.01.16 (Kenting Rig N° 22E) Retrait des installations de forage : 1997.03.30 Rentrée : 1997.12.18 (Alberta Gold N° 30) Retrait des installations de forage 1998.03.07 Profondeur totale : 3221 m (Profondeur totale prévue : 3220 m) Colmaté et interrompu Mètres de forage attribués en 1998 : 0 m</p>
<p>Ranger Fort Liard P-66A</p> <p>Coord : 60°35'55,66" N 123°41'25,31" W Obj. : Permis de prospection N° 363 Partie continentale des T.N.-O. : Fort Liard</p>	<p>Démarrage : 1997.07.14 (Precision N° 426E) Retrait des installations de forage : 1998.03.27 Profondeur totale : 3500 m (Profondeur totale prévue : 3489 m) Colmaté et interrompu Rentrée : 1998.07.05 (Essai) Mètres de forage attribués en 1998 : 0 m</p>
<p>Ranger Nota Creek C-17</p> <p>Coord. : 65°06'01" N 126°02'56" W Obj. : Permis de prospection N° 390 Partie continentale des T.N.-O. : partie centrale de la vallée du Mackenzie</p>	<p>Démarrage : 1997.12.24 (Shetah N° 1) Retrait des installations de forage : 1998.03.16 Profondeur totale : 1953 m (Profondeur totale prévue : 1940 m) Colmaté et interrompu Mètres de forage attribués en 1998 : 1953 m</p>

<p>IPC Ikhil J-35</p> <p>Coord. : 68°44'35,58" N 134°08'34,93" W Obj. : Permis de découverte importante N° 29 Delta du Mackenzie</p>	<p>Démarrage : 1998.02.27 (Roll'n N° 14) Retrait des installations de forage : 1998.03.20 Colmaté et interrompu Mètres de forage attribués en 1998 : 1160 m</p>
<p>IPC Ikhil K-35 (RE)</p> <p>Coord. : 68°44'43,68" N 134°09'16,07" W Obj. : Permis de découverte importante N° 29 Delta du Mackenzie</p>	<p>Démarrage : Rentrée : 1998.01.31 (Roll'n N° 14/Frontier N° 8) Interrompu Rentrée : 1999.02.06 (Frontier N° 8) Puits complété</p>
<p>IPC Ikhil N-26</p> <p>Coord. : 68°45'55,22" N 134°06'37,21" W Obj. : Permis de découverte importante N° 29 Delta du Mackenzie</p>	<p>Démarrage : 1998.03.27 (Roll'n N° 14/Frontier N° 8) Retrait des installations de forage : 1998.04.05 (Profondeur totale prévue : 1200 m) Colmaté et abandonné Mètres de forage attribués en 1998 : 1225 m</p>
<p>Japex JNOC GSC Mallik 2L-38</p> <p>Puits de recherche scientifique destinés à effectuer des essais sur les hydrates de gaz Coord. : 69°27'38,57" N 134°34'24,60" W Delta du Mackenzie</p>	<p>Démarrage : 1998.02.16 (Shetah N° 7-E) Retrait des installations de forage : 1998.03.28 1550 m (Profondeur totale prévue : 1140 m) Colmaté et abandonné Mètres de forage attribués en 1998 : 1150 m</p>
<p>Socony Mobil WM Chance YT G-08</p> <p>Coord. : 66°07'18,10" N 137°30'50,80" W Yukon</p>	<p>Démarrage : 1967.12.14 Rentrée : 1998.03.18 (Cenalta N° 122) Colmaté et interrompu : 1998.03.24</p>
<p>Canoe River Chance YT J-19</p> <p>Coord. : 66°08'31,20" N 137°32'28,02" W Yukon</p>	<p>Démarrage : 1967.12.14 Rentrée : 1998.03.11 (Cenalta N° 122) Colmaté et interrompu : 1998.03.17</p>

Bilan des activités de forage de développement

Imp. Norman Wells P-39X Partie continentale des T.N.-O. : Norman Wells	Puits d'injection Démarrage : 1998.06.24 (Shehtah N° 1) Retrait des installations de forage : 1998.06.30 Mètres de forage attribués en 1998 : 713 m
Imp. Norman Wells N-38X Partie continentale des T.N.-O. : Norman Wells	Puits d'injection Démarrage : 1998.07.12 (Shehtah N° 1) Retrait des installations de forage : 1998.07.20 Mètres de forage attribués en 1998 : 804 m
Imp. Norman Wells O-33X Partie continentale des T.N.-O. : Norman Wells	Puits d'injection Démarrage : 1998.07.04 (Shehtah N° 1) Retrait des installations de forage : 1998.07.10 Mètres de forage attribués en 1998 : 790 m

Bilan des activités d'abandon et re-conditionnement des puits

Pan Am Pointed Mountain K-45A Champ de gaz naturel Pointed Mountain	Rentrée : 1998.06.18 (Trimat N° 7) Colmaté et abandonné : 1998.07.11
Amoco A-4 Pointed Mountain A-55 Champ de gaz naturel Pointed Mountain	Rentrée : 1998.07.12 (Trimat N° 7) Colmaté et abandonné : 1998.07.17
Columbia et al. KotaneeleeYT B-38 Champ de gaz naturel Kotaneelee (Yukon)	Rentrée : 1998.06.05 (Trimat N° 7) Re-conditionnement : Remis en production : 1998.08.03

SOURCES D'INFORMATION

Direction du pétrole et du gaz du Nord

De nombreuses sources d'information sur les questions d'utilisation foncière et d'environnement touchant le pétrole et le gaz se trouvent au Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. Pour obtenir des renseignements particuliers, prière d'inclure le nom de la personne-ressource concernée nommée ci-après dans l'adresse d'envoi générique du Ministère.

Direction du pétrole et du gaz du Nord

Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien

OTTAWA, Ontario

Canada K1A 0H4

Les renseignements sur le régime de gestion des ressources, les demandes de désignations, les appels d'offres et toute autre information connexe peuvent être obtenues en s'adressant au Chef, Attribution des droits et Politiques (819) 994-1606.

Les renseignements sur l'enregistrement et les avis de cessions, les permis de prospection, les attestations de découverte importante, les licences de production, les règlements d'enregistrement et les cartes peuvent être obtenus en s'adressant au Gestionnaire des droits / Registraire (819) 953-8490.

L'information sur l'histoire de la prospection dans le Nord et les activités géologiques et géophysiques peut être obtenue auprès du Géologue en chef (819) 953-8722.

Direction du pétrole et du gaz du Nord

Ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien

Adresse municipale : 6^e étage, 10 rue Wellington, Hull (Québec)

Téléphone : (819) 997-0877

Télécopieur : (819) 953-5828

Internet : http://www.inac.gc.ca/oil/index_f.html

Sources Additionnelles

Office national de l'énergie

444, 7^e Ave. s.o.

Calgary (Alberta)

Canada T2P 0X8

Téléphone : (403) 292-4800

Télécopieur : (403) 292-5503

L'Office national de l'énergie offre :

- des renseignements sur la prospection, la mise en valeur, l'exploitation, le transport par pipeline et l'exportation par le biais de son Bureau du soutien à la réglementation ;
- l'accès à des cartes, à l'information technique, aux rapports géologiques et géophysiques, à des rapports et dossiers publiés sur l'historique des puits par le biais de son Bureau d'information sur les terres domaniales;
- des renseignements relatifs au Fonds pour l'étude de l'environnement par le biais de la Direction générale de l'environnement.

On peut accéder aux installations publiques de consultation et d'échantillonnage des carottes et des échantillons, ainsi qu'à l'information sur les puits forés au nord du 60^e degré en communiquant avec l'Institut de géologie sédimentaire et pétrolière, Commission géologique du Canada, 3303, 33^e Rue n.o. Calgary (Alberta) T2L 2A7. Téléphone : (403) 292-7000 Télécopieur : (403) 292-5377.

Les renseignements sur les puits forés dans la baie de Baffin, région du détroit de Davis, sont disponibles auprès du Centre géoscientifique de l'Atlantique Institut océanographique de Bedford, Entreposage des carottes et laboratoire, Dartmouth (Nouvelle-Écosse) B2Y 4A2.

Téléphone : (902) 426-6127 Télécopieur : (902) 426-6186.

On peut se procurer l'information concernant le Programme de recherche et de développement énergétiques en s'adressant au Directeur général, Bureau de recherche et développement énergétique, Ressources naturelles Canada, 580, rue Booth Ottawa (Ontario) K1A 0E4.

Téléphone : (613) 995-8860 Télécopieur : (613) 995-6146.